УДК 550.361.553.982

АНАЛИЗ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ, ВРЕМЕННЫХ И ГЕОТЕРМИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ РОССИИ

И.Г. Ященко

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск
E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Проведен анализ пространственного, временного и геотермического распределения высоковязких нефтей России. Установлена зависимость между высоковязкими нефтями и глубиной залегания, возрастом нефтей и уровнем теплового потока. Анализ закономерностей изменения вязкости рассматриваемых нефтей в зависимости от глубины залегания показал, что абсолютное большинство их (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м. Вязкость в среднем уменьшаются с увеличением глубины залегания Показано, что более 74 % высоковязких российских нефтей располагаются в палеозойских отложениях. Используя геотермическое и нефтегазоносное районирование территории, показано на примере нефтей России и отдельно нефтей Западной Сибири, что вязкость нефтей уменьшается с увеличением уровня теплового потока.

Введение

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов нефти, к которым относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти (ВВН) с вязкостью 30 мПа·с или 35 мм^2/с и выше [1–3]. Запасы таких нефтей значительно превышают запасы легких и

маловязких нефтей и, по оценкам специалистов, они составляют не менее 1 трлн. т. В промышленно развитых странах они рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы ее развития на ближайшие годы [1]. Россия обладает значительными трудноизвлекаемыми запасами нефти и их объем составляет около 55 % в общем объеме запасов российской нефти.

Технологии увеличения нефтеотдачи высоковязких нефтей и регулирования их реологических свойств в процессе транспорта разрабатываются с учетом физико-химических характеристик нефтей, поэтому необходимо изучение пространственных, временных и геотермических изменений физико-химических свойств этих нефтей, что и явилось целью данной статьи. Основу проведения этих исследований составила созданная в Институте химии нефти СО РАН мировая база данных (БД) по физико-химическим свойствам нефти, включающая описания почти 15000 образцов нефти [4–9]. Эта база данных сформирована на основе анализа более 130 источников информации (см., например, [10–21], полный список использованных для создания БД документов приведен в [9]) и содержит около 2000 записей, относящихся к высоковязким нефтям.

Пространственные закономерности распределения вязких нефтей

Рассмотрим далее распределение нефтегазоносных бассейнов России по среднебассейновому значению вязкости нефти (рис. 1). Из рис. 1 видно, что бассейны с высоковязкой (в среднем) нефтью распространены в основном на европейской территории России (Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Прикаспийский и Тимано-Печорский). А из бассейнов азиатской части России к таковым относится Енисейско-Анабарский бассейн.

В табл. 1 дана общая информация по нефтяным бассейнам России, включающая объем выборки информации по бассейну, количество ВВН, количество месторождений с высоковязкой нефтью в каждом бассейне, а также средние значения вязкости нефтей по бассейну. Как видно из табл. 1, почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Вилюйского и Пенжинского) встречаются месторождения с ВВН, а самыми вязкими в среднем нефтями являются нефти Тимано-Печорского бассейна. В табл. 1 серым цветом выделено 5 бассейнов (из 12), на территории которых средне-бассейновая вязкость нефтей превышает уровень 35 мм^2/с.

На рис. 2 представлено распределение высоковязких нефтей по областям и республикам Российской Федерации, из которого видно, что наибольшее количество ВВН находится в Пермской области – более 31 % и Татарстане – около 13 %, что вместе составляет более 44 % от всех высоковязких нефтей России. Группа регионов России, на территории которых находится менее 10 % вязких нефтей (Башкортостан и Самарская область Волго-Уральского НГБ и Тюменская область Западно-Сибирского НГБ), в совокупности обладают около 26 % от всех российских вязких нефтей. Во многих областях России практически равное количество ВВН (от 1,3 до 4 %): Волгоградская, Иркутская,

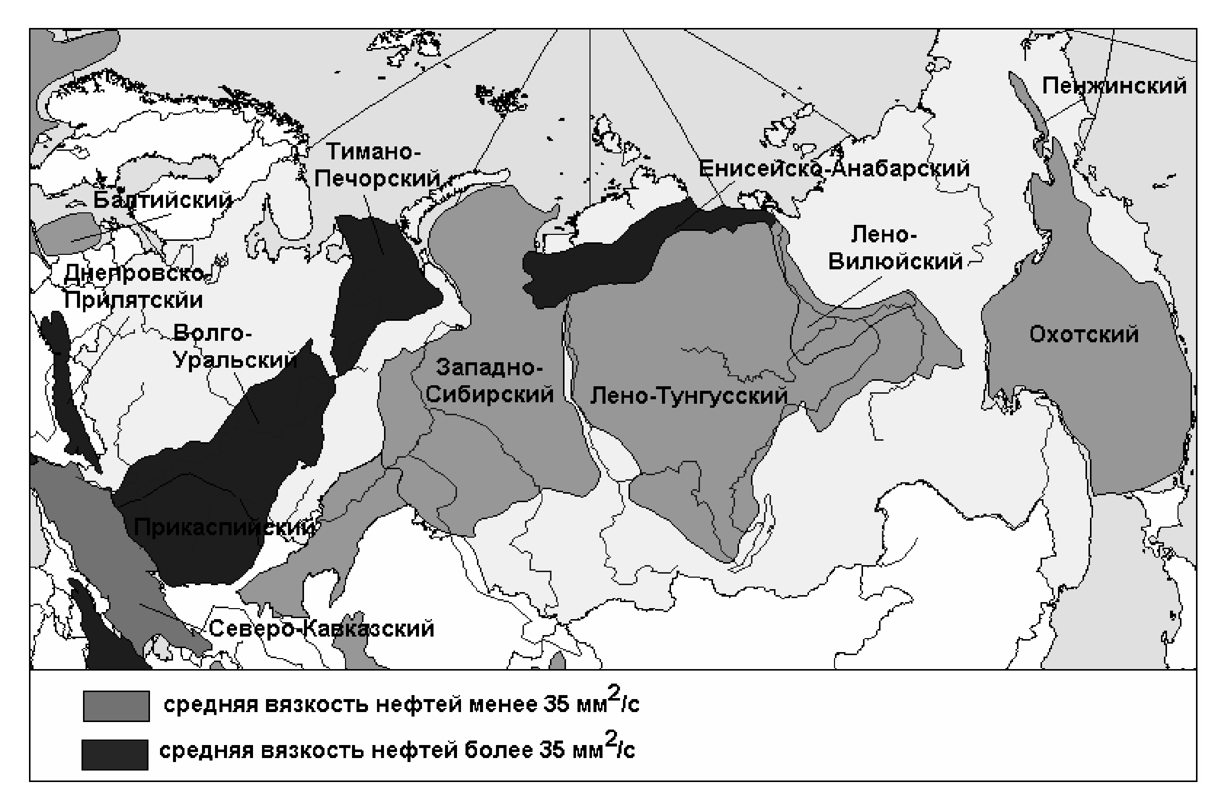


Рис. 1. Распределение нефтегазоносных бассейнов по высоковязким нефтям

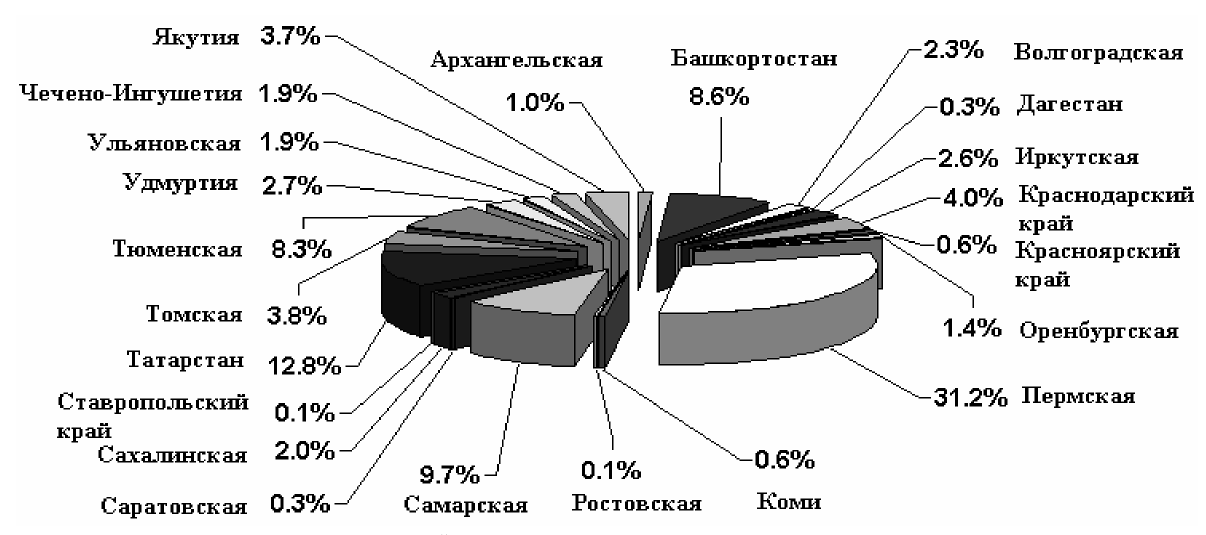


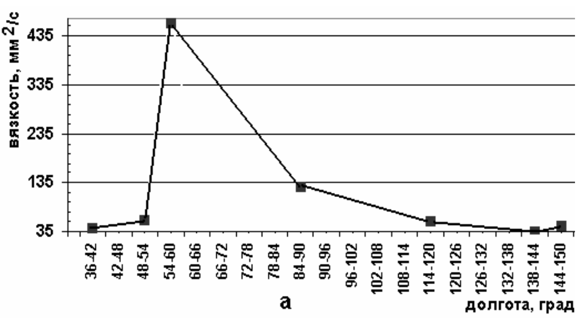
Рис. 2. *Распределение высоковязких нефтей по регионам России*

Оренбургская, Сахалинская, Томская и Ульяновская области, Краснодарский край, республики Удмуртия, Чечено-Ингушетия и Якутия. В общем, на территориях перечисленных районов находится около 28 % от ВВН России. До 1 % вязких нефтей находится во многих районах России – это Архангельская, Ростовская и Саратовская области, Красноярский и Ставропольский края, республика Коми и Дагестан.

Таблица 1. *Распределение высоковязких нефтей России по бассейнам и месторождениям*

Нефтегазоносный бассейн	Объем выборки из БД	Количество образцов ВВН в бассейне	Количество месторождений с ВВН	Средняя вязкость нефтей бассейна, мм²/с
Балтийский	28	–	–	7,30
Волго-Уральский	2661	545	181	47,13
Днепровско-Припятский	662	33	16	37,53
Енисейско-Анабарский	65	2	2	84,49
Западно-Сибирский	2645	27	27	23,11
Лено-Вилюйский	155	–	–	11,42
Лено-Тунгусский	688	52	13	23,39
Охотский	301	16	8	25,73
Пенжинский	7	–	–	2,33
Прикаспийский	460	101	33	109,71
Северо-Кавказский	1518	63	26	29,21
Тимано-Печорский	342	13	8	1221,46

На рис. 3 приведены графические зависимости вязкости нефтей России от географических долготы и широты. Черными квадратами отмечены на графиках значения вязкости, усредненные в указанном на рис. 3 интервале значений долготы и широты. По данным рис. 3, *а*, следует, что наиболее вязкие нефти находятся в интервале значений долготы от 54 до 60°, что соответствует расположению Волго-Уральского, Прикаспийского и Тимано-Печорского бассейнов. Рис. 3, *б*, показывает, что наиболее вязкие нефти России находятся в широтном интервале от 68 до 72° из Енисейско-Анабарского и Тимано-Печорского бассейнов.



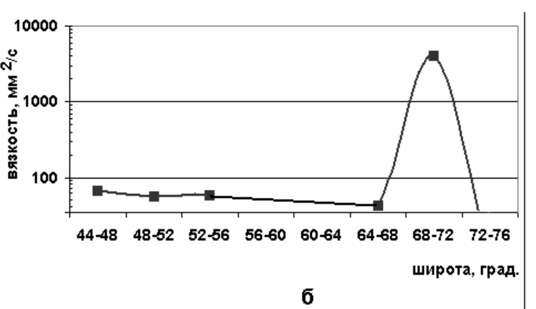


Рис. 3. *Меридиональная (а) и широтная (б) зависимости вязкости нефти России*

Подробная информация из базы данных о физико-химических, геохимических свойствах высоковязких нефтей России и пластовых условиях их залегания представлена в табл. 2.

Из табл. 2 по данным из БД [4–9] следует, что высоковязкие нефти России в среднем являются тяжелыми, сернистыми, малопарафинистыми, высокосмолистыми, асфальтеновыми и с низким содержанием фракции н.к. – 200 °С.

Зависимость вязкости нефти от глубины залегания

Рассмотрим подробно зависимость вязкости нефти от глубины залегания. На рис. 4 представлено распределение информации из БД о высоковязких нефтях основных нефтегазоносных территорий России. Для российских высоковязких нефтей глубина залегания ограничивается 4000 м и больше все-

го нефтей (более 68 %) залегает на глубине от 1000 до 2000 м. Абсолютное большинство высоковязких нефтей России (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м и около 18 % – в интервале глубин от 2000 до 4000 м (рис. 4). Таким образом, наблюдается тенденция уменьшения в среднем количества вязких нефтей с ростом глубины залегания (рис. 4).

Таблица 2. *Свойства высоковязких нефтей России и их условий залегания*

Показатели	Объем выборки	Среднее значение	Интервал изменений	Доверительный интервал
Плотность, г/см^3	770	0,91	0,8...1,0	0,002
Содержание серы, мас. %	669	2,29	0,0...5,4	0,09
Содержание парафинов, мас. %	615	3,58	0,0...21,8	0,19
Содержание смол, мас. %	531	17,26	1,4...60,0	0,57
Содержание асфальтенов, мас. %	564	4,56	0,00...23,4	0,24
Фракция н.к. – 200 °C, мас. %	155	13,87	1,2...24,2	0,73
Фракция н.к. – 300 °C, мас. %	135	30,37	14,0...49,0	1,09
Фракция н.к. – 350 °C, мас. %	121	38,27	17,1...58,3	0,94
Содержание вольфрама, мас. %	40	0,03	0,0...0,12	0,01
Содержание никеля, мас. %	31	0,01	0,0...0,05	0,003
Отношение пристана к фитану	40	0,99	0,6...4,35	0,19
Температура пласта, °C	312	36,82	7,0...109,0	2,06
Давление пласта, мПа	299	16,83	1,3...221,2	1,33

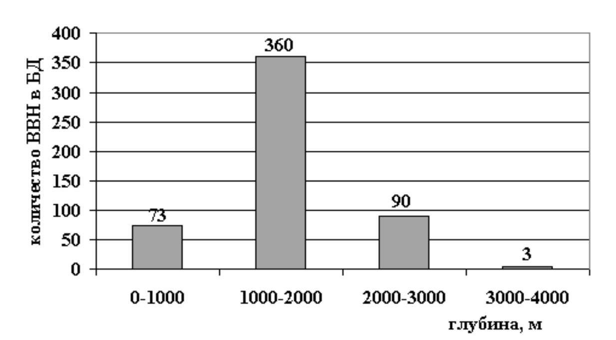


Рис. 4. *Распределение высоковязких нефтей в БД России по глубине залегания*

На рис. 5 приведена графическая зависимость изменения средней вязкости высоковязких нефтей от глубины залегания. Черными квадратами отмечены на графике значения вязкости, усредненные в указанном интервале значений глубины залегания.

Наиболее вязкие нефти на территории России находятся в среднем на глубине от 1000 до 2000 м (рис. 5). И далее, на рис. 5 наблюдается тенденция уменьшения в среднем вязкости нефтей с ростом глубины залегания. Средняя вязкость российских ВВН с ростом глубины уменьшается примерно в 9 раз – от около 430 мм^2/с на интервале глубины до 2000 м до вязкости на глубине 3000...4000 м равной около 50 мм^2/с.

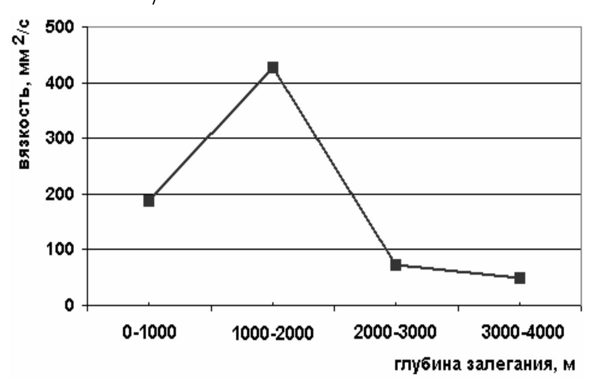


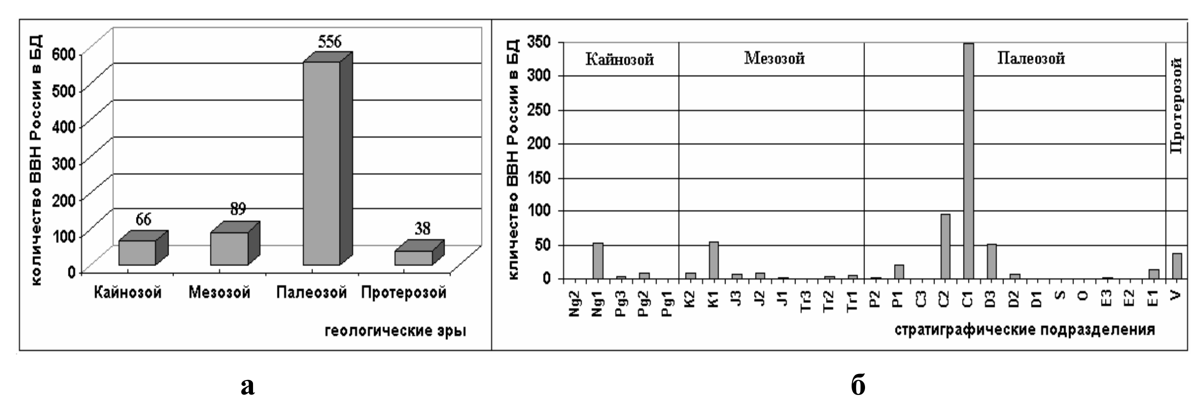
Рис. 5. *Зависимость вязкости высоковязких нефтей России от глубины залегания*

Зависимость вязкости нефти от возраста нефтевмещающих пород

Анализ изменений вязкости нефтей от геологического возраста нефтематеринских пород основывался на исследовании около 750 образцов из БД российских ВВН с известным возрастом. Распределение фактического материала по эрам (кайнозойская, мезозойская, палеозойская и протерозойская) и стратиграфическим подразделениям приведено на рис. 6. Массив данных палеозойских ВВН России (рис. 6, *а*) является наиболее представительным – 556 образцов, что составляет более 74 % от общего количества российских ВВН. Примерно равное количество вязких нефтей залегает в отложениях кайнозоя и мезозоя (около 9 и 12 % соответственно), в протерозойских отложениях наименьшее количество ВВН – более 5 %.

Для проведения более детальных статистических исследований закономерностей изменения вязкости ВВН в зависимости от геологического возраста были сформированы массивы данных из БД по подразделениям стратиграфической шкалы – неогеновая, палеогеновая, меловая, юрская, триасовая, пермская, каменноугольная, девонская, силурийская, ордовикская и кембрийская системы (рис. 6, *б*). На рис. 6, *б*, наиболее представительными по количеству данных российских ВВН являются массивы данных каменноугольной (нижней и средней) стратиграфической системы, для которой объем информации равен 59,2 % от общего количества высоковязких нефтей России. В БД миоценовых, нижнемеловых и верхнедевонских высоковязких российских нефтей практически равное количество – 7,08, 7,21, и 6,81 % соответственно.

Рассмотрим изменения вязкости высоковязких нефтей России в зависимости от геологического возраста. Полученные результаты анализа представлены на рис. 7, из которых можно сделать следующие выводы: в мезозое в среднем наблюдается самое высокое значение вязкости высоковязких нефтей, в кайнозое и палеозое практически равные значения средней вязкости – 132 и 127 мм^2/с соответ-



а б

Рис. 6. Распределение высоковязких нефтей России из БД по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

ственно. В протерозойских отложениях – нефти в среднем наименее вязкие (около 64 мм²/с). Ход этих зависимостей на рис. 7 представлен графиками значений вязкости, усредненных в указанном возрастном интервале геологической эры (рис. 7, *а*) и стратиграфического подразделения (рис. 7, *б*).

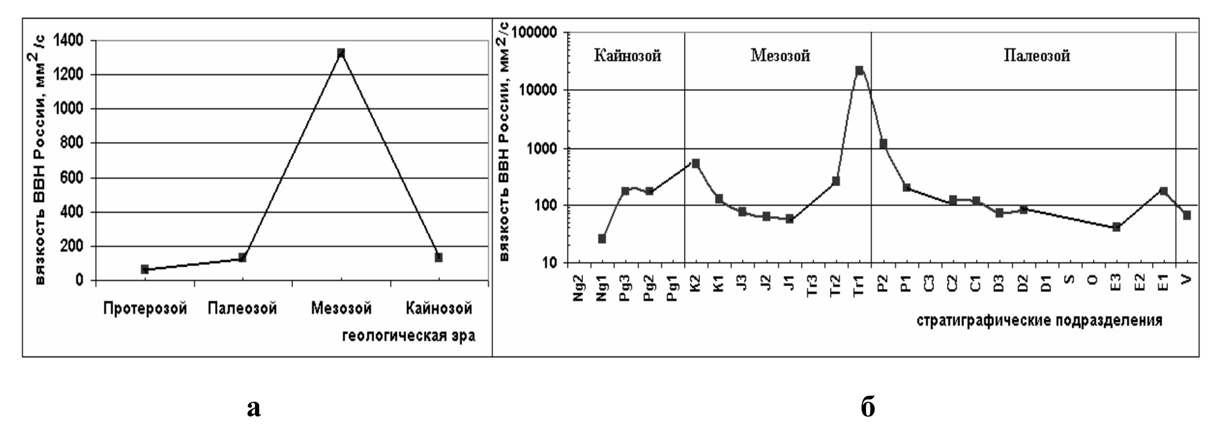
Как видно из рис. 7, *б*, максимальные значения вязкости наблюдаются при переходе от одной геологической эры к другой, в частности, при переходе от кайнозоя к мезозою, от мезозоя к палеозою и палеозоя к протерозою, что может быть объяснено влиянием трансгрессий и регрессий Мирового океана по аналогии с нашими исследованиями изменения химического состава нефтей [22–24].

Таким образом, максимальное значение вязкости для российских ВВН наблюдается в мезозойских отложениях, в палеозое и кайнозое значение вязкости ВВН практически равны, а в протерозое значение вязкости самое минимальное, а ход кривой изменения вязкости нефтей в зависимости от возраста по стратиграфическим интервалам характеризуется следующим: максимальные значения вязкости нефтей наблюдаются в периоды перехода от одной геологической эры к другой.

Зависимость вязкости нефти от уровня теплового потока

Тепловой поток – один из главных энергетических источников геологических процессов на Земле. Температурные условия в земной коре являются движущей силой, которая приводит в действие механизм образования углеводородов из рассеянного органического вещества и влияет на последующую трансформацию их в залежах в течении геологической истории конкретных нефтегазоносных регионов [25, 26]. Указанные обстоятельства определяют интерес к исследованиям теплового режима нефтегазоносных областей. Изучением тепловых потоков занимались многие ученые, в частности, В.Т. Балобаев, Н.Л. Добрецов, А.Д. Дучков, А.Г. Кирдяшкин, А.Р. Курчиков, С.В. Лысак, Я.Б. Смирнов, А.А. Смыслов и др. [25–31].

Для изучения взаимосвязи свойств нефтей с уровнем теплового потока проведено сопоставление карты геотермического районирования с картой нефтегазоносности России (рис. 8). Насколько можно судить по литературным данным, например [27–31], наиболее полная информация о тепловом потоке в настоящее время имеется для территории



а б

Рис. 7. Изменение вязкости ВВН России в зависимости от возраста пород по геологическим эрам (а) и стратиграфическим подразделениям (б)

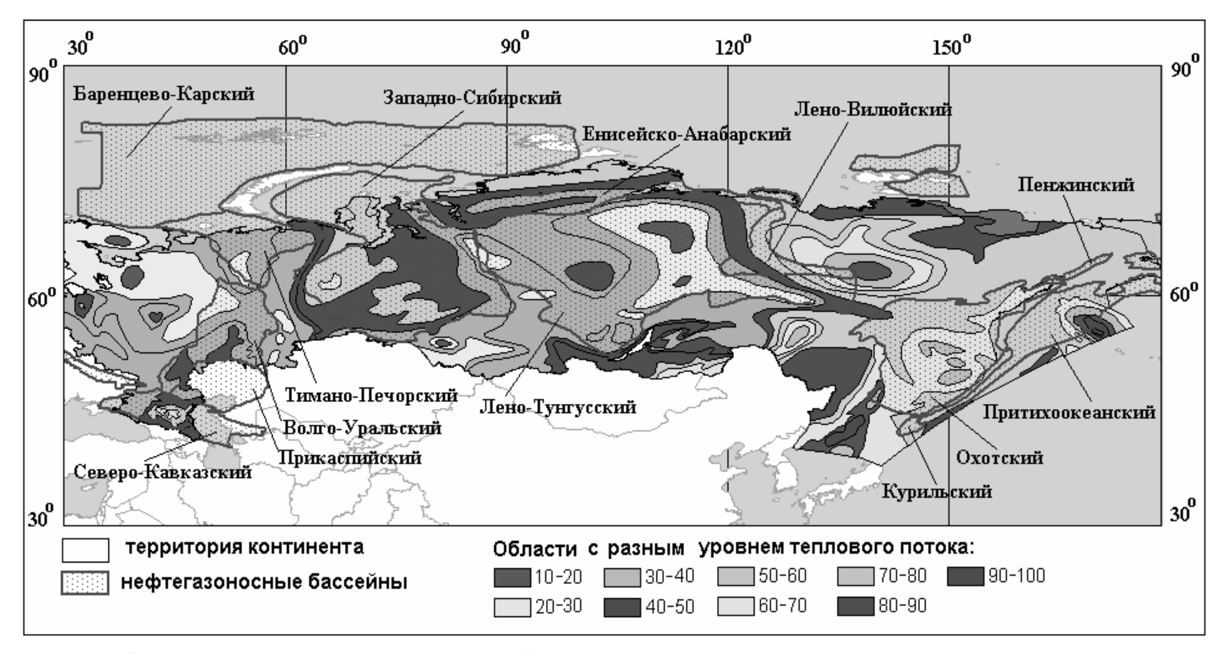


Рис. 8. *Районирование нефтегазоносных территорий России по уровню теплового потока, мВт/м²*

России. Более того, в БД из 15000 образцов нефти половина также относится к территории России. В связи с этим дальнейший анализ распределения нефтей в зависимости от уровня теплового потока проведем для территории России, где тепловой поток изучен достаточно полно и представлен на рис. 8.

Как видно из рис. 8, территории таких нефтегазоносных бассейнов России, как Северо-Кавказский, Западно-Сибирский, Лено-Вилюйский, Пенжинский и особенно Охотский, обладают повышенным уровнем теплового потока. Так, значения теплового потока в Охотском бассейне меняются от 50 до 90 мВт/м², Пенжинском – от 50 до 70 мВт/м², Лено-Вилюйском – от 30 до 90 мВт/м², Северо-Кавказском – от 30 до 80 мВт/м², Западно-Сибирском – от 30 до 70 мВт/м². Лено-Тунгусский бассейн обладает в среднем самым низким уровнем теплового потока – от 10 до 60 мВт/м².

Рассмотрим изменение вязкости российских нефтей в зависимости от уровня теплового потока (табл. 3). Порядок рассмотрения нефтегазоносных бассейнов в табл. 3 установлен в соответствии с изменением уровня теплового потока – от высокого уровня в Охотском и Пенжинском бассейнах до наименьшего в Лено-Тунгусском бассейне.

На рис. 9, где представлено изменение вязкости нефтей в зависимости от уровня теплового потока, проявляется явная тенденция уменьшения вязкости нефтей с увеличением уровня теплового потока. Так, Тимано-Печорский НГБ расположен на территории в среднем с самым низким уровнем теплового потока (30 мВт/м²), а вязкость нефтей этого бассейна является самой высокой на территории России. С самым высоким уровнем теплового потока являются Пенжинский (60 мВт/м²), Лено-Вилюйский (60 мВт/м²) и Охотский (70 мВт/м²) бассейны, из которых в двух бассейнах (Лено-Вилюйском и Пенжинском) отсутствую высоковязкие нефти, а в Охотском – их минимальное число.

Таблица 3. *Изменение вязкости нефтей России в зависимости от уровня теплового потока*

Статистические характеристики	Вязкость при 20 °С, мм²/с	Интервал изменений уровня теплового потока, мВт/м² (среднее значение)	Нефтегазоносный бассейн
Среднее значение	25,73	50...90 (70)	Охотский
Доверительный интервал	6,02		
Объем выборки	301		
Среднее значение	2,33	50...70 (60)	Пенжинский
Доверительный интервал	–		
Объем выборки	7		
Среднее значение	11,42	30...90 (60)	Лено-Вилюйский
Доверительный интервал	2,00		
Объем выборки	155		
Среднее значение	29,21	30...80 (55)	Северо-Кавказский
Доверительный интервал	6,78		
Объем выборки	1518		
Среднее значение	23,11	30...70 (50)	Западно-Сибирский
Доверительный интервал	5,66		
Объем выборки	2645		
Среднее значение	84,49	30...60 (45)	Енисейско-Анабарский
Доверительный интервал	24,84		
Объем выборки	65		
Среднее значение	47,13	20...50 (35)	Волго-Уральский
Доверительный интервал	3,82		
Объем выборки	2661		
Среднее значение	1221,46	20...40 (30)	Тимано-Печорский
Доверительный интервал	808,18		
Объем выборки	342		
Среднее значение	23,39	10...60 (30)	Лено-Тунгусский
Доверительный интервал	5,58		
Объем выборки	688		

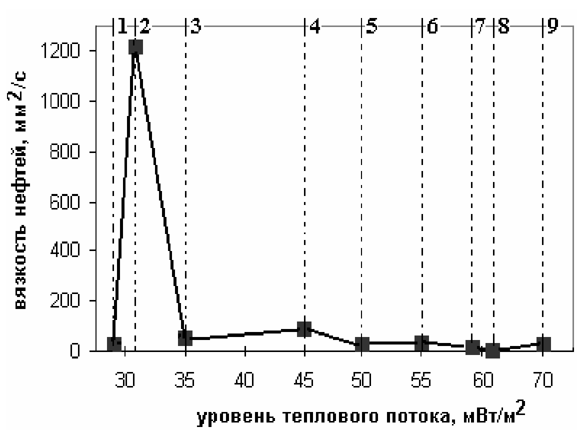


Рис. 9. *Изменение вязкости нефтей в зависимости от уровня теплового потока для бассейнов: 1) Лено-Тунгусский, 2) Тимано-Печорский, 3) Волго-Уральский, 4) Енисейско-Анабарский, 5) Западно-Сибирский, 6) Северо-Кавказский, 7) Лено-Вилюйский, 8) Пенжинский, 9) Охотский*

Некоторые результаты исследования влияния теплового потока на изменение физико-химических свойств нефтей изложены в нашей работе [28] на примере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Полученные данные изменения вязкости нефтей в зависимости от уровня теплового потока в табл. 4 и на рис. 9 подтверждают ранее установленную зависимость изменения физико-химических свойств нефтей на примере месторождений Западно-Сибирского НГБ в нашей работе [28]. В частности, на примере нефтей Западной Сибири было установлено, что чем выше уровень теплового потока нефтегазоносной территории, тем нефти этой территории являются менее вязкими; в табл. 4 представлены статистические данные изменения вязкости нефтей для каждой зоны теплового потока на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Таблица 4. *Изменение вязкости нефтей Западной Сибири в зависимости от уровня теплового потока*

Статистические характеристики	Уровень теплового потока, мВт/м²		
	более 60	от 50 до 60	менее 50
Среднее значение вязкости, мм²/с	7,74	15,62	18,56
Доверительный интервал	2,31	4,08	5,78
Количество месторождений	26	116	30

Заключение

Анализ пространственных закономерностей высоковязких российских нефтей показал следующее. Почти во всех нефтегазоносных бассейнах России, кроме Балтийского, Лено-Вилюйского и Пенжинского, залегают высоковязкие нефти (вязкость более 35 мм²/с), самые вязкие нефти расположены в Прикаспийском и Тимано-Печорском бассейнах. Наибольшее количество ВВН находится Пермской области (31 %) и Татарстане (13 %). Проведен анализ меридиональной и широтной зависимостей вязкости нефтей. Установлены тенденции увеличения усредненных величин вязкости на территории России в направлении от востока к западу и от юга к северу, оказавшиеся наибольшими в высоких широтах (в интервале от 68 до 72°), а по долготе – в интервале от 54 до 60°, что географически соответствует европейской территории России и граничным территориям между Европой и Азией.

Проведен анализ физико-химических свойств российских высоковязких нефтей. Показано, что ВВН в среднем являются тяжелыми, сернистыми, высокосмолистыми, асфальтеновыми нефтями с низким содержанием фракции н.к. 200 °С.

Из анализа закономерностей изменения вязкости высоковязких нефтей в зависимости от глубины залегания следует, что абсолютное большинство ВВН (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м и вязкость в среднем уменьшаются с увеличением глубины залегания примерно в 9 раз – от около 430 мм²/с на интервале глубины до 2000 м до вязкости равной 50 мм²/с на глубине 3000...4000 м.

Выявлены закономерности изменения вязкости ВВН в зависимости от геологического возраста. Показано, что более 74 % высоковязких российских нефтей располагаются в палеозойских отложениях. Установлено, что наблюдается в среднем для ВВН России максимальное значение вязкости в мезозойских нефтевмещающих породах, в палеозойских и кайнозойских – в среднем почти равные значения вязкости, самое минимальное значение вязкости вязких нефтей – в протерозойских отложениях.

Используя геотермическое и нефтегазоносное районирование территории, показано на примере нефтей России и отдельно нефтей Западной Сибири, что вязкость нефтей уменьшается с увеличением уровня теплового потока.

Таким образом, с помощью статистического и пространственного анализа проведен комплексный анализ закономерностей распределения высоковязких нефтей по местоположению, геологическому возрасту и уровню теплового потока. Выявленные закономерности пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей могут быть использованы с целью повышения и уточнения геологических и нефтехимических прогнозов нефтеносности территорий и при решении других задач нефтяной геологии.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ «Обь» (проект № 05-05-98009).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 16–23.
2. Артеминко А., Кащавцев В. Вязкое дело // Нефть России. – 2003. – № 11. – С. 30– 33.
3. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. – № 3. – С. 21–22.
4. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геоинформационная система для исследования закономерностей пространственного распределения ресурсов нефти и газа // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. – 2000. – № 11. – С. 15–24.
5. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. – 2000. – № 2. – С. 49–51.
6. Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа) // Официальный бюллетень Российского агентства по патентам и товарным знакам «Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем». – 2001. – № 3 – С. 340–341.
7. Полищук Ю.М., Ященко И.Г., Козин Е.С., Ан В.В. База данных по составу и физико-химическим свойствам нефти и газа (БД нефти и газа), зарегистрирована в Роспатенте, свидетельство № 2001620067 от 16.05.2001 г.
8. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. – 2004. – № 2. – С. 18–28.
9. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.
10. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. – СПб.: АНО НПО «Мир и Семья», 2003. – 904 с.
11. Нефти СССР. Справочник. Т. 1. Нефти северных районов Европейской части СССР и Урала. – М.: Химия, 1971. – 504 с.
12. Нефти СССР. Справочник. Т. 2. Нефти Среднего и Нижнего Поволжья. – М.: Химия,1972. – 392 с.
13. Нефти СССР. Справочник. Т. 3. Нефти Кавказа и западных районов Европейской части СССР. – М.: Химия, 1972. – 616 с.
14. Нефти СССР. Справочник. Т. 4. Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и о. Сахалин. – М.: Химия, 1974. – 792 с.
15. Нефти СССР. Справочник. Дополнительный том. – М.: Химия, 1975. – 87 с.
16. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка. – М.: Недра, 1976. – 676 с.
17. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 2. Южная Америка. Африка. Ближний и Средний Восток. Южная Азия. Центральная Азия и Дальний Восток. Юго-Восточная Азия и Океания. Австралия и Новая Зеландия. – М.: Недра, 1976. – 584 с.
18. Нефти и газы месторождений зарубежных стран. Справочник. – М.: Недра, 1977. – 327 с.
19. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. – Т. 1. – Л.: Недра, 1983. – 335 с.
20. Кадастр зарубежных стран, обладающих природными ресурсами нефти и газа. – Т. 2. – Л.: Недра, 1983. – 319 с.
21. International Petroleum Encyclopedia. Printed in U.S.A., (Ed. J.C. Mc Caslin). – Tulsa, Texas: Penn Well Publishing Co., 1989. – 394 p.
22. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Закономерности изменчивости содержания смол и асфальтенов в нефтях Евразии // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. – № 7. – С. 695–701.
23. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Циклический характер изменений химических свойств нефтей в зависимости от возраста пород // Геология нефти и газа. – 2003. – № 6. – С. 53–57.
24. Ященко И.Г. Цикличность изменений в нефтях содержания серы и парафинов в зависимости от возраста нефтевмещающих пород // Известия Томского политехнического университета. – 2004. – Т. 307. – № 3. – С. 54–59.
25. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Кирдяшкин А.А. Глубинная геодинамика. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 409 с.
26. Макаренко Ф.А., Сергиенко С.И. Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1974. – № 1. – С. 70–76.
27. Дучков А.Д., Соколов Л.С., Балобаев В.Т., Девяткин В.Н., Кононов В.И., Лысак С.В. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 11. – С. 1716–1729.
28. Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев В.Т. и др. Тепловое поле недр Сибири. – Новосибирск: Наука, 1987. – 190 с.
29. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
30. Подгорных Л.В., Хуторской М.Д. Карта планетарного теплового потока масштаба 1:30000000 (объяснительная записка). – М.-СПб.: Изд-во ВНИИ Океангеологии, 1997. – 33 с.
31. Смыслов А.А., Моисеенко У.И., Чадович Т.З. Тепловой режим и радиоактивность Земли. – Л.: Недра, 1979. – 191 с.
32. Ященко И.Г., Полищук Ю.М., Рихванов Л.П. Анализ взаимосвязи физико-химических свойств нефтей с уровнем теплового потока // Геология нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 17–24.